



“Conteúdo local para mim não é serviço de jardinagem, nem de guarda, nem motoristas. Conteúdo local é produzir bens e prestar serviços que a indústria de petróleo de facto utiliza”

“O sector petrolífero faz elevados investimentos no País. Entretanto carece de muitas coisas que podem ser aportadas pelo sector industrial”

lífero do Brasil e apresentava às empresas brasileiras a carteira de concursos que tinha para lançar naquele ano. A partir daí as empresas sabiam à partida que ia sair esse concurso dali a algum tempo e iam-se preparando para a altura em que esse concurso fosse lançado.

Defende a implementação deste formato em Angola?

Sim. Porque ajudaria as empresas a dizer, pronto não tenho capacidade para esse concurso, mas vou começar a criar capacidade técnica para poder participar de outro concurso.

Mas a lei do conteúdo local também traz obrigações para as petrolíferas. Nos blocos em que estão qual a percentagem de conteúdo local?

Nós primamos sobretudo no bloco 2/05, operado pela Somoil, no Soyo, província do Zaire, contratamos muitas empresas na-

cionais, por exemplo usamos a base do kwanda, fundamentalmente para condições logísticas para as nossas operações. Também contratamos empresas nacionais para transporte do pessoal ali onde é possível e tendo prestadoras de serviço com capacidade. Como parceiros do bloco, defendemos que devemos dar prioridade à contratação dessas empresas, elas precisam de ser capazes e competitivas do ponto de vista do preço.

Mas dizem que as operadoras e parceiros, especialmente as estrangeiras, encaram sobretudo o conteúdo local como aumento de custos?

Não pretendemos que o conteúdo local seja uma fonte geradora do aumento dos custos de produção. Contratar empresas angolanas sim, mas desde que tenham preços competitivos e capacidade técnica comprovada. Podemos dizer que temos os custos de produção do *onshore*, que são os custos de produzir em terra. Temos os custos de produção do *offshore*, em águas rasas, e por fim os custos de produção em águas profundas.

Mas tem números destes custos de produção de petróleo em Angola?

Nós tanto nos blocos 2/05 operado pela Somoil como no bloco 4/05 operado pela Sonangol Pesquisa e Produção temos sido bastante incisivos junto dos

operadores, para que tudo se faça para baixar os custos de produção. Em regra, eu considero que os custos de produção em Angola ainda são altos presentemente, mas temos muitos factores que contribuem para que estes custos sejam altos.

Quais são estes factores?

Não dispomos de uma indústria que contribua para o sector petrolífero. Precisamos de ter uma indústria que possa produzir bens e produtos para aportar ao sector petrolífero.

Que produtos são esses?

São produtos que requerem algum investimento dentro do sector da indústria, que requerem investimentos de grande monta. Como por exemplo nós não produzimos aço em Angola. E todas as vezes que nós precisamos de uma chapa de aço para construir qualquer coisa associada ao sector petrolífero temos de importar. Nós não produzimos parafusos de aço ou parafusos com qualificação para ser utilizados no sector petrolífero e temos de importar. Tudo isso a partir dos EUA, da Itália ou de França da China ou da Coreia. Portanto, isto faz com que os nossos custos sejam estes porque precisamos de ter uma indústria que possa suportar a indústria petrolífera.

E como podemos atrair investimentos para esta indústria

que esteja pronta a suportar os bens e serviços para o sector que mais investe no País?

Vou dar-lhe um exemplo que vivimos nos anos 80. Na altura, eu era engenheiro de projectos, trabalhava na Sonangol e estávamos a construir a plataforma Palanca (PAL P2), que está instalada no bloco 3, ela foi construída no Brasil, e na altura o Brasil não produzia vigas em ‘i’ e os brasileiros, a equipa de projectos da Brasoil, veio apresentar junto da Elfaqui, que era operadora, uma solução de engenharia, que era: ao invés de se importar os perfis em formato de ‘i’, laminados, que viriam de França, Itália ou do Japão, os brasileiros apresentaram uma solução que era fabricar aqueles perfis no Brasil. Os perfis foram aprovados, foram fabricados e toda a plataforma PAL P2 tem perfis reconstituídos soldados. Foi uma solução que os brasileiros, do ponto de vista de engenharia, encontraram para superar a dificuldade de obter um produto importado.

Mesmo com o declínio da produção ainda há oportunidades?

E é só para lembrar que sendo o sector petrolífero um sector que ainda realiza investimentos elevados existe várias oportunidades para o sector industrial e acredito que deveremos promover um pouco mais de cooperação entre os sectores para que produtos da indústria possam ser fornecidos ao sector petrolífero.

“O CUSTO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ANGOLA AINDA É ALTO”

Qual o custo de produção em Angola actualmente?

Hoje nós, em Angola, temos um declínio da produção e o que acontece é que a produção diminui, mas as instalações do *offshore* continuam a ser o mesmo FPSO. Significa que tens de ter sempre o mesmo número de pessoas que operavam quando a produção eram 300.000 barris por dia, tem de ser o mesmo número de pessoas que operam hoje quando a produção, por exemplo, são 100 ou 50.000 barris de petróleo por dia. Aí o custo de produção é mais elevado.

Se tivesse de fazer o top dos países com maior custo onde é que Angola estaria?

Não tenho dados actuais de outros países para comparar. Vou falar apenas dos custos de Angola. Se olharmos, de um modo geral, os custos em águas rasas podem rondar os 10-12 USD por barril. Um custo no *onshore* é de 8 a 10 USD por barril, já os custos no *offshore* até 20 USD por barril porque tudo isso depende muito do volume de produção.

E...

Depois chega uma altura em que já não se consegue cortar mais, porque é aquela força de trabalho que é precisa, são aqueles equipamentos, aquela manutenção e esta é a situação que hoje vivemos no bloco 4/05, nós temos um custo de produção que é elevado porque a produção está a decair, mas continuamos com o mesmo FPSO.

Há alguma coisa que se possa fazer para melhorar?

Os custos de produção em Angola variam de bloco para bloco, mas podemos agrupá-los em três categorias. Podemos dizer que temos os custos de produção do *onshore* que são os custos de produzir em terra. Temos os custos de produção do *offshore* em águas rasas e, por fim, os custos de produção em águas profundas.

Qual a base destes números?

No *onshore* estamos a falar dos custos da Somoil em terra, no Soyo, do *offshore* águas rasas estamos a falar do bloco 2/05, operado pela Somoil, e do bloco 3/05 operado pela Sonangol P&P. E depois temos as águas profundas, estamos a falar do bloco 15, bloco 17, bloco 18, 31 e 32. Os custos de produção de um modo geral acabam por ser ligados também ao volume de produção. Quanto maior for o volume de produção, os custos de produção tendem a ser mais baixos.

GRANDE ENTREVISTA VICENTE INÁCIO

“O contrato [do *onshore*] tem de satisfazer ambas as partes, senão vamos investir nos blocos onde já estamos”

O regulador do segmento de *downstream*, o Instituto Regulador dos Derivados de Petróleo (IRDP) anunciou a entrada da Prodoil neste segmento. Para quando?

Pretendemos expandir a nossa actividade também no segmento do *downstream* e estamos a avaliar a realização de investimentos em postos de abastecimento. A nossa entrada será inicialmente em duas províncias, em Luanda e no Zaire. No Zaire será na vila petrolífera do Soyo, onde a Prodoil possui uma vasta parcela de terrenos próximo da base do Kwanda. Já começámos a fazer os primeiros trabalhos de terraplanagem e vamos passar às fases seguintes, como fazer os estudos de impacto ambiental, e perspectivamos tomar a decisão de investimento ainda durante este ano, para procurarmos diversificar o nosso portefólio.

Em relação à vossa entrada no *downstream*, qual o valor do investimento e qual o ponto de situação?

Hoje os custos de construção são relativamente mais baixos comparados com os custos do passado, mas pretendemos realizar estes investimentos no período que vai de 2021 a 2022. Pretendemos também colocar a nossa marca no mercado.

Quando arranca?

A nossa previsão é arrancar já em 2022, com dois postos de abastecimento, um no Soyo outro em Luanda, e em função da procura do mercado poderemos, mais tarde, partir para outras províncias tal como sugere também o IRDP.

A questão do *downstream* é que as margens de venda dos derivados é bastante baixa.

Temos uma participação no bloco 2/05 no Soyo e achamos que também podemos brindar as populações do Soyo com a presença mais robusta da Prodoil no sector do *downstream*.

Os preços dos combustíveis são vigiados e muitas vezes vendidos abaixo dos preços de mercado. Não o preocupa?

“A nossa previsão é arrancar já em 2022 com dois postos de abastecimento, um no Soyo, outro em Luanda e em função da demanda do mercado entraremos noutras províncias”



Para quem investe no *downstream* sabe que as actuais margens que estão fixadas na lei são bastante baixas, facto que torna lenta a recuperação do investimento. O que se espera é que haja uma melhoria, um ajustamento do preço dos combustíveis e aí eventualmente poderemos melhorar a margem das empresas que estão no retalho do *downstream*.

Mas a Sonangol queixa-se que os subsídios prejudicam o negócio e diz-se que a Pumangol também?

Quanto aos subsídios, tocam apenas a Sonangol distribuidora e a Sonangol logística que são empresas do Estado. Os privados no *downstream* não recebem

“A pandemia teve um impacto muito grande na actividade petrolífera em Angola. Nos blocos onde nos encontramos como parceiros temos sentido quer de forma directa quer de forma indirecta”

qualquer subsídio. Pretendemos entrar no segmento do *downstream* e mais tarde vamos entrar para o segmento dos lubrificantes. Faremos o investimento por estarmos convictos que devemos diversificar e não ficar somente no segmento da exploração, produção e exportação de crude.

A ANPG lançou o concurso no *onshore*, a ACREP já disse ao *Expansão* que não vai participar neste concurso. E a Prodoil vai participar?

Nós temos interesse no *onshore* do Congo, no entanto há algumas condições de entrada como por exemplo o pagamento de 1 milhão USD para aquisição de dados, causa-nos alguma dificuldade.

Porquê?

Porque nós participamos em 2014 num processo de licitação em que comprámos os dados, gastámos cerca de 2 milhões e meio de USD na compra de dados e em todo o processo de preparação das peças para o concurso. Entretanto o concurso foi anulado. Temos conversado com alguns parceiros, algumas empresas angolanas que estão connosco quer no bloco 4/05 quer no bloco 2/05 e estamos todos interessados no *onshore* na bacia do Congo, mas o problema hoje é que as condições dos Contratos de Partilha de Produção (PSA) não são as mais adequadas para empresas angolanas.

38 ANOS NOS PETRÓLEOS

Vicente Sebastião Inácio tem 65 anos de idade, é licenciado em Engenharia Mecânica, pela Universidade Agostinho Neto. É pós-graduado em Engenharia de Petróleo, pelo Instituto Francês de Petróleo. Depois da conclusão da licenciatura trabalhou no sector da indústria, na fábrica do Café Ginga - de 1979 a 1984- começou com a função de chefe de departamento, posteriormente chegou a director técnico de produção. Em 1984 ingressa na Sonangol onde ficou durante 32 anos. Na Sonangol onde fez carreira começou

como engenheiro de projectos de construção das instalações petrolíferas, terminou como chefe de departamento de produção. Em 2005 chegou a director do gabinete de Qualidade, Saúde, Segurança e Ambiente (QSSA). De 2005 a 2009 foi director do conteúdo nacional da Sonangol EP. Foi vogal da Comissão Executiva da Sonangol Holdings de 2012 a 2016. Já na reforma, junta-se à Prodoil na qualidade de administrador executivo da empresa angolana de exploração e produção de petróleo.

Mas qual o problema do PSA? O PSA, tal como a ANPG apresentou, e nós com a experiência que temos hoje que já data de 2014 no bloco 4/05, temos sete anos de convivência com estes contratos. São contratos desenhados para empresas multinacionais com grande capacidade financeira. Elas podem investir pesado e depois podem recupear.

E... Nós fizemos umas simulações e percebemos que ao abrigo do contrato actual somos convidados a avançar com um investimento grande e correr todos os riscos associados, mas na hora do retorno, o maior retorno desse investimento vai para a ANPG e nós ficamos com um terço daquilo que a concessionária recebe. Parece-me desigual. Precisamos ter um modelo de contrato em que as duas partes saem satisfeitas e estamos a falar disso com base na experiência que temos no *offshore*.

Mas vão participar do concurso ou não?

Estamos a ponderar, mas em princípio o nosso interesse é no *onshore* do Congo onde a Somoil já é operadora e poderemos constituir uma parceria. Mas para decidir se vamos participar ou não é necessário que se resolvam alguns problemas.

Acha que a solução surge este ano?

Acreditamos que a solução para os problemas que levantamos não será apresentada agora, porque os concursos já foram lançados. Mas o ideal é termos contratos diferentes para o *onshore* e para o *offshore*. No concurso actual o contrato é único, quer na bacia do Kwanza quer na bacia do Congo.

Porque é que não estão interessados nos blocos da bacia do Kwanza?

No Kwanza poderá existir problemas de conflitos de terra, zonas habitadas e tudo mais, mas no Congo acreditamos que o potencial é maior.

Já apresentaram todas estas sugestões à concessionária?

Já começamos a falar com as autoridades e são questões que vamos apresentar ao regulador, mas a concretização do nosso interesse vai depender dessa flexibilidade.

Mas a concessionária diz que as nacionais e internacionais devem concorrer em pé de igualdade nestes concursos?

Temos estado a conversar entre as empresas de exploração e produção e vamos apresentar ao regulador as nossas ideias porque acreditamos que o *onshore* não é muito para as empresas multinacionais internacionais, o *onshore* quer do Kwanza quer do Congo é para empresas nacionais que são mais pequenas e têm aqui oportunidade de criar capacidade local de exploração e produção e dar mais emprego aos nacionais. O contrato tem de beneficiar as partes senão vamos dar preferência investir onde nós já estamos a investir.

Como é que pandemia impactou as vossas actividades?

A pandemia da Covid-19 teve um impacto muito grande na actividade petrolífera em Angola, nos blocos onde nos encontramos como parceiros, temos sentido quer de forma directa quer de forma indirecta. De forma directa, nós no passado realizávamos visitas operacionais às instalações no *offshore* e hoje com a pandemia não podemos fazer essas visitas fundamentalmente devido a todo este ciclo de quarentenas, quer ao ir ao Soyo quer ao voltar. Também sentimos que a disponibilidade de algum pessoal expatriado que temos ainda nas nossas operações também é um elemento limitativo.

Que outras dificuldades existem?

Sentimos que há dificuldade na entrega de peças de reposição, na disponibilidade de pessoal para a realização de manutenção de equipamentos rotativos de elevada complexidade. Agora, na fase de fecho de contas, necessitamos de fazer auditorias e sentimos que as empresas internacionais de auditoria também têm dificuldade de fornecer os seus auditores. Algo que eles sempre fizeram de forma presencial agora é feito de forma remota. As nossas reuniões do grupo empreiteiro são todas feitas de forma remota.

Houve cortes de investimento ou redução de trabalhadores? Que impacto teve a nível da produção?

Nos blocos em que estamos como parceiro a pandemia não teve impacto a nível de despedimentos de trabalhadores. No entanto, tínhamos projectos que queríamos aprovar em 2020, mas fruto da pandemia e da necessidade de ir buscar financiamento estes projectos foram passados para 2021 ou 2022 e vamos ver se nestes anos podemos tomar decisões de investimentos sobre estes projectos.

Houve vários adiamentos de investimentos especialmente das multinacionais com a pandemia.

Não apenas a pandemia esteve na origem do adiamento da tomada de decisão dos investimentos no sector petrolífero que estavam programados para 2020. Contribuiu também para o adiamento de investimentos a queda abrupta do preço do petróleo. Isto também nos obrigou a reflectir melhor e temos estado a reavaliar os nossos projectos e pensamos que até finais de 2021 poderemos tomar uma decisão de investimento.

Qual o primeiro projecto a avançar e quando?

“Assiste-se de facto a um enorme declínio de produção neste bloco [4/05, operado pela Sonangol]. Existem duas descobertas que podem ser desenvolvidas e com um forte potencial”

O projecto de desenvolvimento do bloco 2/05 porque é um projecto com potencial para produzir 15 a 20 mil barris de petróleo por dia. E todos nós precisamos de produção em Angola numa altura em que a produção está a declinar qualquer aumento de 15 a 20.000 barris por dia é bem-vindo.

Qual a contribuição da Prodoil a nível da produção petrolífera do País?

A produção da Prodoil é inferior a 1% do total da produção de petróleo em Angola, no entanto estamos a fazer esforços para que a nível dos dois blocos possamos continuar a investir para aumentar a produção.

Como é que a Prodoil entra para o sector petrolífero?

A Prodoil foi constituída em novembro de 2001 e agora em 2021 vai completar 20 anos. Em 2006 participamos pela primeira vez num processo de licitação tendo apresentado propostas para os blocos 1/06, 15/06 e 17/06. Nesta licitação acabou por ser qualificada para entrar no grupo empreiteiro no bloco 1/06 onde deteve uma participação de 20% e o operador eram os Irlandeses da Tullow Oil.

E nos restantes blocos?

Nos demais blocos também na altura da licitação a que me referi a Prodoil foi qualificada, mas por razões financeiras acabou por desistir.

Não tinham dinheiro?

Desistimos devido aos elevados valores dos bónus apresentados pelos operadores, no bloco 15/06, por exemplo a Eni apresentou um bónus de 150 milhões de dólares de bónus de entrada e por razões financeiras tivemos de desistir e concentramo-nos no bloco 1/06. Estivemos neste bloco até 2009. Com os nossos parceiros investimos cerca de 50 milhões USD neste bloco.

Mas nos dias de hoje este bloco não faz parte dos vossos activos. Porquê?

O operador era a Tullow Oil que na altura também era operador no Gana. A Tullow fez uma grande descoberta no Gana e decidiu concentrar as suas actividades no Gana em detrimento de Angola e em 2009 tivemos de devolver o bloco à Sonangol EP que na ocasião era a concessionária nacional.

Estão hoje em dois blocos petrolíferos, certo?

A Prodoil também está no Bloco 2/05 desde 2016, onde temos uma participação de 12,5% este bloco que antes de ser operado pela Somoil foi operado por multinacionais. Desde 1979 o bloco 2/05 foi operado pela Texaco depois da fusão entre a Chevron e a Texaco passou a ser operado pela Chevron e em 2005 o bloco foi entregue à Sonangol para operar. A Sonangol Pesquisa & Produção operou o bloco até 2014, mas a empresa mãe, a Sonangol EP, decidiu encerrar o bloco por razões operacionais e financeiras. Fundamentalmente devido aos elevados custos operacionais.

E como é que a Prodoil consegue ficar no bloco?

Em 2016, foi constituído um novo grupo empreiteiro que integra a Somoil como operador, e como membros do grupo estão para além da Prodoil, a Falcon Oil, a ACREP, a Poliedro e a Kotoil. Trata-se de um grupo empreiteiro constituído apenas por empresas angolanas. O Bloco 2/05 tem instalações muito antigas datadas de 1980 e que necessitam permanentemente de actividade de manutenção e de reparação. Há a necessidade de investimentos no domínio da manutenção e conservação.

Qual a produção deste bloco que tem um grupo empreiteiro constituído apenas por empresas angolanas?

O bloco está a produzir cerca de 10.000 barris de petróleo bruto por dia, mas tem um potencial que pode chegar a cerca de 25 a 30 mil barris de petróleo por dia. Já foram identificados pelo grupo empreiteiro projectos que poderão contribuir a curto prazo para aumentar a produção do bloco.

Para quando o aumento da produção no bloco 2/05?

Entre 2023 e 2025. Espera-se a curto prazo aumentar a produção no bloco em 15 ou 20 mil barris de petróleo por dia. Até à presente data, ou seja, de 2006 a 2020 a Prodoil já investiu quase 16 milhões USD no bloco 2/05 e exportamos uma média de 105 mil barris de petróleo bruto por ano.

Também estão no bloco operado pela Sonangol EP certo?

A Prodoil está também no bloco 4/05 onde detemos uma participação também de 12,5% e o operador é a Sonangol P&P. Estamos neste bloco desde 2014. Quando as empresas entram em determinado bloco não assumem somente o activo, mas também o passivo existente no bloco. Neste âmbito herdamos um passivo neste bloco que com o actual volume de produção torna-se difícil superar.

Pode explicar melhor?

O grupo empreiteiro do Bloco 4/05 tem hoje como operador a Sonangol. Quando entramos para o grupo empreiteiro deste bloco em 2014, a produção situava-se à volta dos 6.500 barris de óleo por dia, hoje só produz quase 2.800 barris de petróleo por dia.

Uma quebra de produção enorme. Porquê?

Assiste-se de facto a um enorme declínio de produção neste bloco. No entanto há perspectivas boas também neste bloco. Existem duas descobertas que podem ser desenvolvidas e com um forte potencial para poder alavancar a produção para cerca de 15.000 barris de petróleo por dia, mas o investimento é bastante elevado. O grupo empreiteiro tem vindo a estudar quais as melhores soluções para otimizar o presente investimento. Neste bloco 4/05 a Prodoil já investiu cerca de 67 milhões USD.

As petrolíferas queixam-se dos atrasos no pagamento dos cash calls?

De facto, a questão financeira é uma questão logo limitativa e,

“O contrato [para as licitações dos blocos do onshore nas bacias do Congo e do Kwanza têm de beneficiar as duas partes. Senão, vamos preferir investir onde já estamos”

como vemos, agora nas licitações a serem lançadas, ter capacidade financeira é uma condição fundamental para as empresas de exploração e produção entrarem no negócio do petróleo. O sector petrolífero é um sector de capital intensivo. Mas não encontramos ainda no mercado angolano as instituições financeiras para financiarem as empresas do sector petrolífero. Há alguma relutância neste sentido.

Mas não há como as petrolíferas financiarem-se no mercado local?

Como disse há alguma relutância ainda por parte da banca comercial e não se percebe porque de facto o sector petrolífero é o principal gerador de divisas para a economia. Somos exportadores e as nossas receitas são em dólares. Mas mesmo com receita em dólares, ainda é difícil financiar-se junto da banca local.

E como é que se têm financiado?

Temos feito o esforço financeiro necessário fruto em parte das nossas receitas provenientes da produção e exportação de petróleo bruto, mas também na altura quando a Prodoil entrou para estes blocos tínhamos outras actividades complementares. Tínhamos actividades de engenharia de projectos onde tínhamos também uma *joint venture*. Utilizamos parte dessas receitas para fazer investimentos nos blocos onde estamos hoje.

E o tema do cash calls será que as empresas angolanas cumprem?

O pagamento regular do *cash calls* é uma obrigatoriedade sempre que solicitado pelos operadores. O pagamento do *cash call* serve para suportar as despesas mensais do bloco. Nos casos em que um membro do grupo empreiteiro não contribua significa que os demais membros terão de pagar esta quota parte.

Quem paga estas despesas não fica prejudicado?

O que está previsto no acordo de operações conjuntas é que nos casos em que o parceiro não pague o *cash call*, a sua quota parte de produção é retida pelo operador que vende este petróleo e distribui a receita pelo membro do grupo empreiteiro que contribuíram. Nós temos vindo a negociar quer no bloco 2/05 quer no bloco 4/05 mas de forma regular a Prodoil procura cumprir com as suas obrigações de *cash call* regularmente, e como sabe os *cash calls* são em USD.